

Полученная физико-математическая модель позволяет учесть нестационарность фильтрации, Применение зависимости (9) ускоряет расчеты на гидродинамических симуляторах с явными схемами. Разница временного шага между решениями прямых численных методов и предложенной зависимости составляет 10^3 . Это позволяет ускорить проводимые расчеты, а также повышает точность расчетов при планировании геолого-технологических мероприятий.

Литература

1. Азис Х., Сеттери Э. Математическое моделирование пластовых систем: 2-е издание. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004 – 416 с.
2. Морев М.В. Расчет гидравлического сопротивления системы ячеек численной модели для решения задачи фильтрации // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. / Томский политехнический университет – Томск, 2018. – Т.1. – С. 163 – 164.
3. Шабаров А.Б. ГИДРОГАЗОДИНАМИКА: учебное пособие. 2-е издание., переработанное. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2013. 460с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Н. Немцев

Научный руководитель - доцент А.В. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы связана с эффективной работой механизированного фонда скважин. От надежности работы механизированного фонда скважин зависят многие показатели эффективности работы нефтедобывающего предприятия. Максимальные уровни добычи нефти, эксплуатационные и капитальные затраты, издержки предприятия на электроэнергию – все эти показатели являются функцией надежности и эффективности работы механизированного фонда скважин.

Целью данной работы является анализ эффективности механизированной эксплуатации скважин Западно-Лугинецкого месторождения (Томская область), определение целесообразности и эффективности внедрения нового оборудования. Для достижения данной цели необходимо: проанализировать текущее состояние месторождения и эффективность эксплуатации насосного оборудования, осложнения, влияющие на работу насосов и причины отказов оборудования, а также предложить комплекс мероприятий, направленный на повышение показателей эффективности работы фонда скважин.

Исходя из анализа комплекта технологической документации (Технологический проект разработки месторождения, анализ разработки месторождения и др.), можно сделать вывод о том, что добыча на данном месторождении ведётся механизированным способом на каждой из скважин, кроме того, нужно добавить, что все скважины добывающего фонда месторождения оборудованы УЭЦН).

Ниже представлен анализ текущего состояния разработки месторождения в соответствии с имеющимся комплектом технологической документации. По мере формирования системы разработки, динамика годовых отборов жидкости и закачки воды по мере формирования фонда имела растущий характер, чему можно убедиться, анализируя рисунок 1.

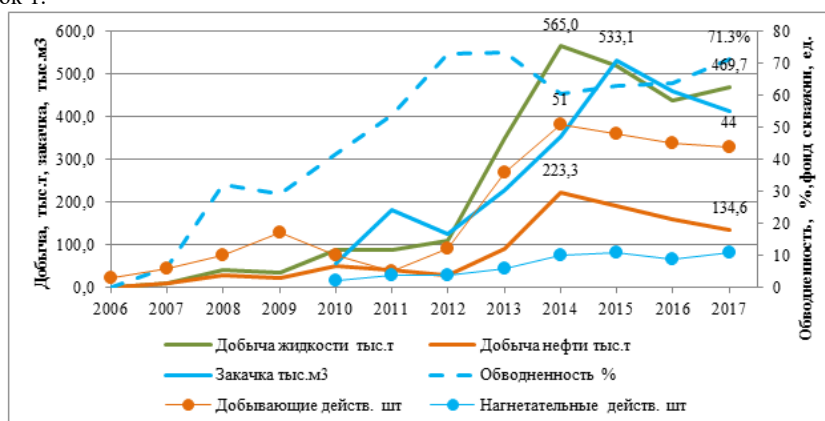


Рис. 1 Графики показателей разработки месторождения

Анализируя имеющийся комплект технологической документации, можно констатировать, что рост газового фактора, начавшийся в 2012 году, соответствует началу активного разбуривания объекта Ю1. Отметим, что текущее энергетическое состояние объекта Ю1, не позволяет предполагать о прогрессирующем процессе разгазирования нефти в пластовых условиях. К такому массивному выделению растворенного газа могло привести катастрофическое снижение пластового давления по всей зоне отбора, но такого снижения за всю историю

разработки не наблюдается. Принимая во внимание геологическое строение Западно-Лугинецкого месторождения, когда нефтяные пласты залегают в непосредственной близости от нижележащих газовых, а мощность перемычки между ними незначительна, вследствие реализации проектных решений по применению на объекте Ю1 технологии ГРП, произошло приобщение газовых пластов к нефтяным, разработка залежей газа объекта Ю13-4 осуществляется нефтяными скважинами по трещинам ГРП. Данный факт учтен при проведении расчетов на цифровой фильтрационной модели. Газовый и нефтяной объекты представлены в единой фильтрационной модели, в которой воспроизведены фактические технологические показатели разработки месторождения с учетом протекающего процесса фильтрации газа по трещинам ГРП в нефтяные пласты [1].

Имея в виду основные параметры, являющиеся индикаторами эффективности работы механизированного фонда скважин, выявленные из теоретического анализа фундаментальной литературы, в особенности [2], а именно МРП (межремонтный период) и СНО (средняя наработка на отказ) погружного оборудования, проведение соответствующего анализа для изучаемого месторождения должно быть сопряжено с рассмотрением вариации указанных параметров. Исходя из анализа источника [5], можно сделать вывод, что вариация ключевых параметров, характеризующих эффективность механизированной добычи (МРП и СНО) зачастую, а особенно в условиях месторождений Западной Сибири, вызвана, в том числе осложняющими факторами, характерными тому или иному месторождению.

Учитывая источник [5], можно сделать вывод о прямом понижающем влиянии указанных выше осложнений и негативных факторов на данные два параметра, особенно учитывая тот факт, что зачастую осложняющие факторы являются непосредственной причиной отказа оборудования. Соответственно, применяя тот или иной метод борьбы с осложняющими факторами, хорошо описанными в [5], можно сократить количество отказов УЭЦН, а значит увеличить такие параметры как МРП и СНО, что в конечном итоге повысит эффективность механизированной добычи на месторождении.

Ниже приведены фактические данные о состоянии добывающего фонда скважин на предмет отказов УЭЦН, а именно влияние осложнений на отказы, а также отказавшие узлы.



Рис. 2 Причины отказов УЭЦН

На месторождении можно выявить 3 осложняющих фактора, с которыми связано подавляющее большинство отказов УЭЦН:

- коррозионный износ подземного оборудования (41 % отказов);
- механические примеси (8 % отказов);
- солеотложения (5 % отказов).

При ведении эксплуатации данного месторождения уже применялся комплекс мероприятий по снижению влияния данных факторов на процесс механизированной добычи. Охват проблемных скважин (коррозионный и солевой фонд скважин) защитными мероприятиями представлен на рисунках.

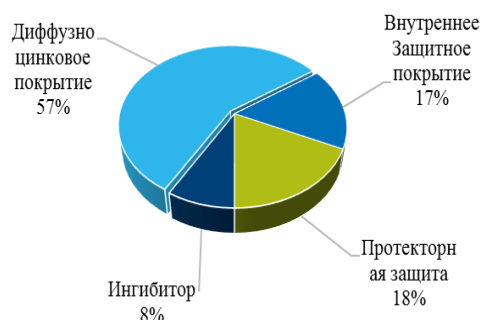


Рис. 3 Охват защитными мероприятиями коррозионного фонда скважин

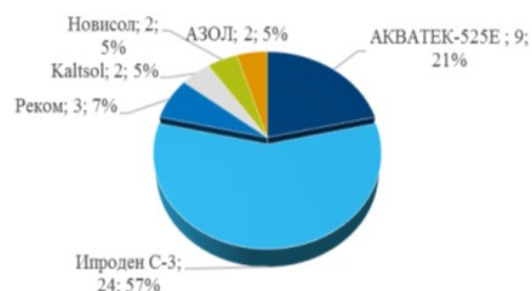


Рис. 4 Охват защитными мероприятиями (различные ингибиторы) солевого фонда скважин

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Применение вышеупомянутого комплекса мероприятий по снижению влияния осложняющих факторов на эффективность механизированной добычи на Западно-Лугинецком месторождении, безусловно, сказалось на вариации упомянутых выше параметров (межремонтный период и наработка на отказ). Ниже представлена динамика данных параметров.

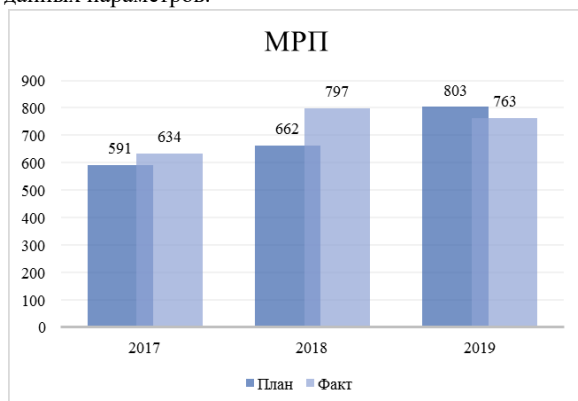


Рис. 5 Динамика МРП за 2017-2019 гг.

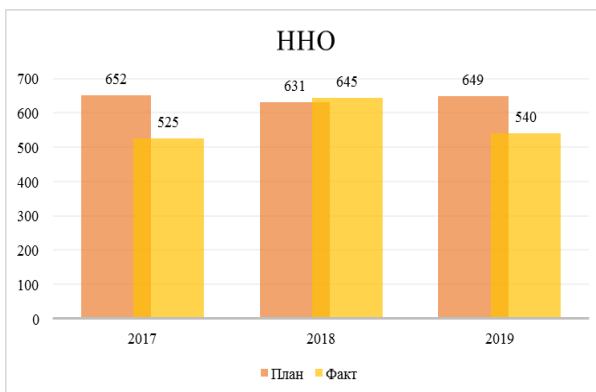


Рис. 6 Динамика ННО за 2017-2019 гг.

Анализ приведённых показателей эффективности работы УЭЦН (наработка на отказ и межремонтный период) показал плавающую динамику данных показателей за период 2017-2019 гг. Повышение значений МРП и ННО УЭЦН на месторождении будет зависеть от реализации, в настоящее время на промысле, комплекса мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, внедрение износостойкого оборудования. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями и рекомендации и внедрения в работе перспективных методов борьбы с осложняющими факторами.

Для рекомендации дополнительных методов борьбы с коррозией НКТ, как самого значимого осложняющего фактора на месторождении X, был проведён анализ ряда патентов касательно методов защиты внутренней поверхности НКТ:

- 1) Биметаллические НКТ (Патент РФ 2344266, МПК F16L 9/18, 2009 г.)
- 2) НКТ с полиуретановыми покрытиями внутренней поверхности тела (Патент РФ 2395666, E21B 17/01, F16L 58/02, 2010 г.)
- 3) НКТ с диффузионным покрытием на внутренней поверхности тела (Патент РФ 2284368, F16L 58/08, 2006 г.)
- 4) НКТ с силикатно-эмалевым покрытием на внутренней поверхности тела (Патент РФ 31256, E21B 17/01, 2003)
- 5) НКТ с силикатно-эмалевым покрытием на внутренней поверхности тела, где на концевых участках трубы данное покрытие сформировано на подложке, (Патент RU2487229C1, 2013 г.)

Стоит отметить, что вариант № 3 уже активно применяется более чем на половине коррозионного фонда месторождения.

В результате анализа выявлено, что наиболее эффективным способом в условиях месторождения является вариант № 5. Предлагаемая конструкция НКТ характеризуется увеличенным в 4-5 раз сроком службы по сравнению с наиболее близким из аналогов (4 вариант), а также является наиболее применимой исходя из физико-химической характеристики пород и флюидов на месторождении.

Литература

1. Анализ разработки месторождения, отчет ООО Газпромнефть НТЦ, 2018
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Вагапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167
4. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монотомь», 2003. – 302с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности –Уфа: Издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.